ENERGIE NB POWER

PLANIFICATION DES ÈQUIPEMENTS DE PRODUCTION

RAPPORT ANNUEL

PROGRAMME DE L'ÉQUIPEMENT DE PRODUCTION

1982/83 - 1996/97

Division de planification du réseau

1982-1983
RAPPORT ANNUEL
PROGRAMME DE L'ÉQUIPEMENT DE PRODUCTION
POUR
LA PÉRIODE DE QUINZE (15 ANS)
ENTRE 1982 ET 1996

TABLE DES MATIÈRES

PARTIE		PAGE
	Glossaire	1
I	INTRODUCTION	3
II	REMARQUES DE BASE	4
III	RÉSUMÉ	5
	a) Remarques générales	5
	b) Aperçu des solutions	6
IV	CONCLUSIONS	12
V	GÉNÉRALITÉS	14
VI	BESOINS	21
	a) Prévision des charges	21
	b) Critères de planification	23
	i) Critère de réserve relative à puissance électrique de pointe	23
	ii) Critère de réserve relative à la puissance électrique garantie	24
VII	DISPONIBILITÉS	26
VIII	DIFFÉRENTS PLANS D'ACTION	30
	a) Généralités	30
	b) Production nucléaire	31
	c) Production thermique au charbon	32
	d) Conversion des centrales thermiques alimentées au mazout	33
	i) Conversion au charbon	34
	ii) Démonstration de la suspension charbon-pétrole	35
	iii) Démonstration de la suspension charbon-eau	36
	iv) Conversion au gaz naturel	36

PAGE

e) Production thermique à partir de la tourbe 37
f) Production hydraulique 38

i) Production marémotrice 38
ii) Autres possibilités de production hydraulique 39

g) Achats 42
h) Gestion de la charge 44
i) Production à partir des turbines à gaz 46
j) Sources d'énergie de rechange 46
k) Utilisation de la chaleur résiduelle 48

i) Étangs à truites et à saumons 48
ii) Écloserie à eau tiède 49
iii) Élevage précoce 49
iv) Serres R.-D. 50

IX RÉSULTATS - COMPARAISON ENTRE CAPACITÉ DE PRODUCTION ET DEMANDE PRÉVUE 51
X RÉFÉRENCES 56

LISTE DES TABLEAUX ET FIGURES

PAGE

TABLEAUX

Tableau I - Comparaison - Demande électrique et Capacité de production 19

Tableau II - Analyse des besoins de production et des disponibilités (Mois de janvier) 25

Tableau III - Puissances nettes (en MW) des centrales en place et en construction 27

Tableau IV - Demande prévue d'Énergie N.-B. 53

Tableau V - Charge et ressources - Critère de la puissance électrique de pointe 54

Tableau VI - Charge et ressources - Critère de la puissance électrique garantie 55

FIGURES

Figure I - Réseau d'Énergie N.-B. - Demande de pointe annuelle de la province (en MW) (Durant janvier) 23

Figure II - Demande prévue plus réserve par rapport à la puissance électrique garantie 29

GLOSSAIRE

Cette partie fournit au lecteur les définitions des termes techniques utilisés dans ce rapport afin de lui permettre de les bien comprendre.

a) Capacité est un terme qu'on utilise parfois pour désigner «capacité de production».

b) La demande c'est la charge électrique totale que le réseau doit fournir. Normalement, elle est calculée sur une base horaire et exprimée par l'unité de mesure de la puissance électrique, le watt. Étant donné que dans le domaine d'électricité il s'agit de grands volumes, les termes suivants sont utilisés:

TERME	SYMBOLE	SIGNIFICATION
Watt	W	Puissance fournie ou utilisée
Kilowatt	KW	Mille watts
Mégawatt	MW	Million de watts

c) Énergie, ou travail, dans le domaine de l'électricité est en général considérée comme étant le produit de la puissance et du temps et exprimée en wattheure. Pour exprimer les grands volumes on se sert de:

TERME	SYMBOLE	SIGNIFICATION
Wattheure	Wh	l'énergie fournie durant une certaine période de temps
Kilowattheure	KWh	Mille wattheures
Gigawattheure	GWh	Milliard de wattheures

d) La demande prévue c'est la charge totale que le réseau devra en toute probabilité fournir. Cette valeur est tirée de la Prévision des charges de 1982 d'Énergie N.-B. et elle survient en général en janvier.

d) La capacité de production c'est la puissance qui peut être produite par les centrales en place, en construction, et projetées d'Énergie N.-B. Cette production est établie à partir des essais et des calculs et en se basant sur des expériences.

i) La puissance électrique de pointe, c'est la puissance disponible que le réseau peut produire pour satisfaire la charge de pointe prévue. C'est la capacité de production totale de toutes les centrales thermiques et hydrauliques.

ii) La puissance électrique garantie, c'est la capacité de production disponible du réseau pour fournir la demande prévue, quelle que soit sa durée. La capacité de production hydraulique est ajustée pour tenir compte de la quantité limitée d'énergie qui est disponible quand le débit d'eau est considéré être le plus bas.

f) Une vente de participation est la vente, dans le cadre d'une entente, d'une partie de la production d'un groupe ou d'une centrale donnée. La vente d'un pourcentage de la production de Coleson Cove à la Nouvelle-Angleterre est un exemple de vente de participation.

g) La réserve désigne toute quantité de puissance nécessaire à ajouter à la capacité de production d'un réseau électrique pour satisfaire la demande prévue aux cas d'urgence.

i) La réserve relative à la puissance électrique de pointe est égale à 20 pour cent de la demande prévue.

ii) La réserve relative à la puissance électrique garantie est la capacité supplémentaire de production qu'il faut ajouter à un réseau pour répondre à la demande prévue au cas d'une défaillance du groupe thermique qui, dans la région des Maritimes, a la plus grande capacité de production et sur lequel les entreprises comptent pour produire la plus grande quantité d'énergie.

I INTRODUCTION

Le Rapport annuel (1982-1983) du programme de l'équipement de production analyse dans quelle mesure le réseau d'Énergie N.-B. peut satisfaire les demandes prévues de la province en matière d'électricité pendant une période de quinze ans, c'est-à-dire entre 1982 et 1996 inclusivement. Le rapport sert également à identifier et à étudier les sources de production qui seront considérées à l'avenir lorsqu'il faudra accroître la capacité de production.

Énergie N.-B. continue sans cesse à identifier les possibilités de développement, un processus qui varie en fonction des conditions économiques et des directives gouvernementales telles que celles énoncées dans la Politique énergétique nationale. Les choix qui sont, à l'heure actuelle, les plus prometteurs feront l'objet d'examen dans ce rapport.

Les activités ayant trait à la planification de l'équipement de production visent à déterminer les installations de production qu'il faudra ajouter au réseau et les modifications qu'on pourra apporter aux installations en place, afin de réduire le volume du pétrole utilisé comme combustible. Pour examiner les choix disponibles en vue de satisfaire les besoins prévus des abonnés, on tient compte de l'aménagement des ressources provinciales qui ne sont pas encore exploitées ainsi que du potentiel des interconnexions entre Énergie N.-B. et les réseaux voisins et des bénéfices qui peuvent découler de la coordination de l'exploitation de ces réseaux.

Énergie N.-B. s'applique et continue à faire des efforts particuliers pour réduire la dépendance à l'égard du pétrole dont les prix et l'approvisionnement sont incertains.

C'est pourquoi le groupe nucléaire 1 de Lepreau a été aménagé, et c'est pourquoi on étudie les possibilités de modifier les groupes alimentés au pétrole pour utiliser d'autres combustibles quand une telle conversion est rentable et lorsqu'elle est, du point de vue technique, possible. Pour réaliser ce même objectif, l'entreprise considère aussi la possibilité d'augmenter la capacité d'interconnexions et d'aménager des installations utilisant des ressources provinciales. Cette stratégie pourrait, en fin de compte, réduire le rôle que joue la production thermique au pétrole dans le réseau d'Énergie N.-B. à un rôle d'appoint fournissant l'énergie de réserve.

II REMARQUES DE BASE

L'objectif premier d'Énergie N.-B. est d'assurer des sources de production économiques et certaines à long terme qui sont capables de fournir une alimentation sûre et fiable d'énergie.

Énergie N.-B. continue à développer une stratégie de planification qui lui permet de profiter à plein de la situation géographique unique du Nouveau-Brunswick; d'où la construction d'importantes interconnexions reliant son réseau aux grands réseaux voisins, et lui donnant l'occasion à la fois d'importer des quantités considérables d'énergie là où elle est économiquement disponible et d'ajouter au réseau provincial des groupes de production qui sont efficaces et de grande capacité et qu'elle ne serait autrement pas capable d'installer.

Grâce à cette stratégie, Énergie N.-B. a pu aménager un réseau électrique qu'elle exploite en se basant sur une coordination étroite des intérêts des autres entreprises voisines. D'où la construction de la centrale nucléaire de Point Lepreau. L'exploitation de ces importantes interconnexions aidera l'entreprise à satisfaire efficacement les besoins futurs des abonnés.

III RÉSUMÉ

a) Remarques générales

L'analyse de la capacité de production par rapport à la demande durant la période en question indique qu'en se basant seulement sur les besoins de la province prévus, il ne sera pas nécessaire d'accroître la capacité de production avant le milieu des années 90. Par contre, le besoin se fait toujours sentir de considérer des substituts de combustible pour réduire davantage la dépendance à l'égard du pétrole importé. Ce qui nous mène à considérer les possibilités d'adapter les centrales alimentées au pétrole pour brûler d'autres combustibles.

La demande à long terme de la province, établie dans la Prévision des charges de 1982, est légèrement inférieure à celle obtenue dans la prévision de l'année précédente. En s'appuyant sur cette prévision on peut constater que les installations de production en place sont en mesure de satisfaire la demande prévue de la province jusqu'au milieu des années 90. Cependant, cela ne signifie pas nécessairement qu'il faut en conséquence remettre à plus tard la construction de nouvelles installations, étant donné que les délais nécessaires pour achever la construction de centrales deviennent également longs.

Vu la nécessité de réduire davantage la dépendance à l'égard du pétrole et les délais nécessaires à la construction de nouvelles installations, Énergie N.-B. est en train d'examiner et d'évaluer les avantages et les désavantages que présentent un certain nombre de possibilités comme par exemple l'accroissement de la capacité d'interconnexion, l'augmentation de la capacité de production nucléaire, au charbon ou hydraulique (ainsi que la capacité associée à l'emmagasinage d'eau et l'utilisation dans certaines centrales d'autres combustibles comme le gaz

naturel, le mazout lourd ou la tourbe thermique. La décision finale concernant le choix à prendre et la date du développement dépend en grande partie de la disponibilité et des prix des sources d'énergie en considération. Heureusement, Énergie N.-B. a successivement établi au cours des vingt dernières années d'importantes interconnexions avec les entreprises d'électricité voisines, ce qui lui permet de jouir du maximum de flexibilité en décidant ou bien d'acheter de l'énergie à une autre entreprise qui en a de surplus ou d'accroître de façon économique la capacité de production de son propre réseau, cette dernière étant une réalisation que l'entreprise ne pourrait pas achever sur une base isolée. Donc, la coordination étroite entre Énergie N.-B. et les réseaux voisins s'impose pour tout développement futur quelle que soit la voie vers laquelle l'entreprise décide de se lancer.

b) Aperçu des solutions

Au cours de l'année dernière, Énergie N.-B. a pu conclure avec Hydro-Québec une entente concernant la construction dans la région nord-ouest de la province, c'est-à-dire la région d'Edmundston, d'une deuxième interconnexion importante reliant les deux réseaux. Ce lien interconnecté aura vers 1985 une capacité de transfert, en direction du Nouveau-Brunswick, de quelques 500 000 Kilowatts. Ajouté à l'interconnexion existante d'Eel River, ce lien portera à plus de 1000 000 Kilowatts la capacité d'échange totale avec Hydro-Québec. Selon les plans actuels concernant cette interconnexion desservant la région d'Edmundston, la capacité qui sera disponible en printemps de 1983 est de 50 000 KW, et elle passera en 1984 à 150 000 KW et en 1985 à 500 000 KW.

Cette deuxième interconnexion, non seulement mettra à la disposition de l'entreprise de l'énergie additionnelle pour remplacer la production coûteuse au pétrole, mais donnera aux autres provinces maritimes accès à l'énergie moins dispendieuse. En même temps, son exploitation réduira le volume annuel des émissions d'air à partir des centrales thermiques de la région.

L'entente concernant la fixation des prix de l'énergie entre Hydro-Québec et Énergie N.-B. prévoit que les économies réalisées par celle-ci ne dépassent pas 20 pour cent du coût du combustible qui aurait été utilisé par le réseau du Nouveau-Brunswick. Aussi dans le cadre de l'entente, Énergie N.-B. peut toucher par les ventes aux entreprises voisines 15 pour cent du coût du combustible qui n'est pas utilisé grâce à l'achat de l'énergie disponible en provenance d'Hydro-Québec.

Outre les bénéfices qu'en tire Énergie N.-B., l'interconnexion porte d'importants avantages au gouvernement fédéral par la réduction des paiements de compensation pour le volume du pétrole non-brulé et ceci par conséquent influence favorablement la balance des paiements du pays. L'interconnexion en place entre N.-B. et Québec a régulièrement permis d'éliminer l'utilisation de quatre millions de barils de combustible par année, et le second lien aura la même capacité.

L'accroissement de la capacité d'interconnexion avec Hydro-Québec, combiné au fait que la province est capable d'avoir des surplus, a mené Énergie N.-B. à explorer les moyens d'augmenter la capacité de lien avec la Nouvelle-Angleterre. Une collaboration est présentement en cours pour déterminer comment, du point de vue technique, la capacité peut être augmentée pour passer de 600 000 KW à 700 000 KW.

Dans le Rapport annuel du programme d'équipement de production de 1981 on a mentionné que les trois groupes de la centrale de Coleson Cove (de 3 X 335 000 KW) et le groupe 1 de Dalhousie (de 100 000 KW) font l'objet d'études pour considérer la possibilité d'y brûler le charbon au lieu du pétrole.

La conversion de Coleson Cove a été choisie dans le cadre du Programme énergétique national de 1980 du gouvernement fédéral. Énergie N.-B., à titre de participant à ce programme, a préparé un projet d'étude à trois étapes sur les effets techniques, économiques et environnementaux de la conversion au charbon pulvérisé d'une partie ou de toute la centrale de Coleson Cove qui est alimentée au mazout résiduel. L'étude à plusieurs étapes a été choisie afin de réduire à une seule solution les options de conversion, menant ainsi dans la dernière étape à une évaluation détaillée.

La deuxième des trois étapes a été achevée au début de 1982 et les résultats ont indiqué que la meilleure solution réside dans la conversion de Coleson Cove, une conversion qui nécessiterait la modification de trois chaudières existantes en vue d'y brûler le charbon. L'étude a conclu qu'en ayant recours au charbon sous-bitumineux qui est de bonne qualité, 75 pour cent de la capacité de production de la centrale sera maintenue. D'autre part, puisqu'il serait toujours possible d'exploiter cette centrale au pétrole, on pourrait faire appel à sa capacité de production entière (100 pour cent) au cas où on aurait besoin d'une capacité de production supplémentaire.

Suite à des discussions récentes entre Énergie N.-B. et le ministère fédéral d'Énergie, Mines et Ressources, les deux parties se sont mises d'accord pour chercher à résoudre les questions qui faciliteraient la décision concernant la troisième étape de l'étude. Il faudrait d'abord évaluer la rentabilité de la conversion et préciser et faire approuver les critères de financement et d'environnement avant d'entreprendre cette dernière étape. Il faudra aussi évaluer le ralentissement récent de la hausse des prix du pétrole avant de décider s'il faudrait à l'heure actuelle procéder à cette dernière étape.

La conversion de Coleson Cove nécessiterait sans doute le recours à un combustible autre que le charbon du Nouveau-Brunswick à cause des quantités considérables requises pour

l'exploitation de cette centrale et des normes, de plus en plus sévères, relativement au contrôle des émissions. De même, la conversion de cette centrale au charbon sera très coûteuse et selon la méthode de conversion adoptée, les frais pourraient dépasser (en dollars de 1982) $300 millions. Par rapport au Nouveau-Brunswick sa rentabilité dépend en grande partie de l'aide fédérale prévue par le Programme énergétique national. Il est possible que ce projet s'avère peu rentable étant donné les exigeances strictes du contrôle des émissions, un phénomène qui nécessite l'acquisition des appareils très dispendieux.

Deux autres possibilités font l'objet d'étude pour utiliser le charbon comme combustible. Il s'agit de l'aménagement à Grand Lake d'une nouvelle centrale de 200 000 Kilowatts, et de la conversion du groupe 2 de Dalhousie. Ces deux centrales, semble-t-il, pourraient être aménagées assez facilement pour brûler du charbon en provenance du Nouveau-Brunswick. Les deux choix sont d'autant plus intéressants suite à la possibilité prouvée, surtout à Grand Lake, d'utiliser de façon avantageuse la chaleur résiduelle pour l'élevage des truites et des saumons et éventuellement pour le chauffage des serres.

Même s'il est logique du point de vue «national» de continuer à se préoccuper de la question des pluies acides, cela pourrait créer un sérieux obstacle au développement des ressources houillères. On ne saurait trop signaler le fait qu'il ne faudrait jamais encourager et stimuler les politiques sévères sur ce sujet sans comprendre entièrement les problèmes réels qui existent et sans tenir compte des répercussions néfastes que ces politiques pourraient avoir sur l'économie provinciale.

En plus d'une utilisation accrue du charbon, Énergie N.-B. est également en train d'examiner la possibilité de brûler d'autres combustibles dans la centrale de Coleson Cove dont voici les choix:

i) Les pays producteurs de pétrole, notamment le Vénézuéla, ont des ressources de pétrole brut très lourd qui ne se prête pas bien au raffinage, mais qui se prête très bien à l'utilisation dans les centrales thermiques. La conception de la centrale de Coleson Cove prévoit l'utilisation du pétrole brut ou résiduel, et suite à des modifications légères, cette centrale peut, lorsqu'il est économiquement avantageux, brûler ce type de pétrole brut qui est en principe disponible.

ii) Tout porte à croire que le gaz naturel sera acheminé vers la région au cours des dix prochaines années. Le gaz naturel est un combustible de choix à de nombreuses utilisations, entre autres comme combustible dans les centrales thermiques. Plusieurs raisons militent en faveur de l'utilisation du gaz naturel à cette fin, surtout au Nouveau-Brunswick. La province a reçu l'assurance du gouvernement fédéral et de la province de l'Alberta que même si l'utilisation du gaz naturel dans les centrales est essentiellement découragée, elle sera quand même encouragée au cours des quelques premières années de la pénétration du gaz à la région car cela contribuera considérablement à la création du marché viable du gaz. De ce fait, le recours au gaz naturel comme combustible pourrait permettre à la population du Nouveau-Brunswick d'en bénéficier immédiatement par la production de l'énergie électrique.

iii) Une certaine quantité de pétrole résiduel, comme sous-produit de raffinage, sera toujours disponible et devra être brûlée dans les centrales thermiques. C'est pourquoi la conversion de Coleson Cove ne devra pas éliminer la capacité d'utiliser ce combustible lorsque cela devient avantageux.

Un deuxième groupe nucléaire à Point Lepreau devrait contribuer considérablement à éviter de placer de nouveau la province dans une position de dépendance accrue à l'égard du pétrole importé. Sa mise en service sera donc une solution

prioritaire pour satisfaire les besoins en énergie des années 90. En fait, une construction devancée de ce groupe pourrait s'avérer d'un grand intérêt économique pour les consommateurs et pour la province, mais ne pourrait se réaliser avant de s'assurer de la participation active du gouvernement fédéral au financement, de la collaboration complète des syndicats et du partage des frais par les entreprises voisines au cours des premières années d'exploitation. La mise en oeuvre de ce projet pourrait commencer assez rapidement si ces différentes conditions sont remplies et que la Commission et le gouvernement le considèrent profitable à long terme au bilan énergétique futur et à la relance économique de la province.

Il existe un certain nombre de projets relatifs à la production hydraulique qui pourraient porter des avantages à long terme aux consommateurs du Nouveau-Brunswick. Cependant, les projets de grande envergure qui sont les plus intéressants imposent un fardeau financier au cours des premières années d'exploitation. Les frais énormes devraient être payés par les abonnés de la province à moins de partager la production des premières années avec les entreprises voisines. Ce partage de frais et de production, assez courant dans la réalisation de projets importants, garantit des bénéfices économiques à court aussi bien qu'à long terme.

Énergie N.-B. cherche toujours à élever le niveau du réservoir principal de Mactaquac et il y a de l'espoir que cette possibilité se réalisera dans un avenir bien proche.

Les gouvernements fédéral et provincial continuent à manifester de l'intérêt à la mise au point d'un projet de démonstration visant à étudier la possibilité d'utiliser la tourbe thermique pour produire de l'électricité. Vu les aspects économiques de ce projet, Énergie N.-B. n'est pas en mesure de l'entreprendre toute seule et la réalisation nécessitera la collaboration du gouvernement.

À date, les études ont démontré qu'il y a dans la province d'importantes réserves de tourbe qui semblent aptes à servir de combustible dans les centrales thermiques.

Le désir d'achever une bonne gestion des charges et les programmes encourageant les économies contribueront de plus en plus à assurer une utilisation efficace de l'énergie. On a tenu compte des conséquences découlant de ces activités lors de la préparation de la prévision des besoins des abonnés que l'entreprise devra satisfaire.

Les chapitres suivants abordent en détails les différentes solutions déjà vues et examinent d'une part la demande à alimenter et d'autres part les ressources, soit en place, soit à aménager à l'avenir, pour répondre aux besoins.

IV CONCLUSIONS

La planification de l'équipement de production est un processus continu qui comprend la révision des prévisions des charges et l'évaluation technique et économique des diverses solutions qui pourraient répondre aux besoins toujours en croissance.

Le Rapport annuel du programme d'équipement de production compare, pour une période de quinze ans, la «capacité de production» d'Énergie N.-B. à «la demande prévue» totale en électricité et précise les projets qui suffiront aux besoins et les possibilités de développement disponibles durant cette période.

Grâce à la production provenant du premier groupe de Point Lepreau et aux quantités d'énergie disponibles par le biais des interconnexions à partir des réseaux voisins, Énergie N.-B. aura assez d'installations de production en place pour satisfaire jusqu'au milieu des années 90 la croissance de la charge prévue des abonnés provinciaux. L'entreprise peut également profiter

d'un certain nombre de possibilités pour réduire les coûts, améliorer la sécurité de la fourniture d'énergie et influencer favorablement l'économie provinciale au moyen des projets de développement ou de conversion.

Heureusement, le Nouveau-Brunswick a un certain nombre de choix de développement. Outre l'augmentation des achats par les interconnexions, il est possible de construire d'autres centrales nucléaires, hydrauliques ou au charbon, et aménager des groupes de production marémotrice ou à la tourbe thermique. Si on identifie les bonnes conditions et qu'on les assure, ces différentes possibilités peuvent créer le progrès maximal du réseau électrique de sorte à produire l'énergie nécessaire à satisfaire, non pas seulement les besoins des années 80, mais aussi ceux des années dépassant les 90. Tout concourt à confirmer, tant à l'échelle nationale que provinciale, une autarcie énergétique de plus en plus solide, ainsi qu'une certaine stabilité des prix. À cela s'ajoute la possibilité d'entreprendre au cours des dix prochaines années des projets qui pourraient améliorer le bilan énergétique futur du Nouveau-Brunswick et apporter des retombées importantes et rentables à l'économie.

V GÉNÉRALITÉS

«La capacité de production» du réseau d'Énergie N.-B. est la puissance qui peut être fournie par les centrales en place, les centrales en construction et les centrales projetées. Cette production est établie à partir des essais et des calculs et en se basant sur des expériences.

«La demande prévue» c'est la charge totale que le réseau devra en toute probabilité fournir. Elle est établie par un exercice de prévision qui s'appuie sur les données disponibles, l'expérience, les consultations et les études détaillées pour la période de planification en question.

L'expression «Capacité de production» doit comprendre à la fois «la puissance électrique de pointe» et «la puissance électrique garantie».

«La puissance électrique de pointe» d'un équipement de production désigne la capacité du réseau de satisfaire la demande prévue totale en tout temps. On considère dans ces situations que les centrales thermiques, nucléaires et hydrauliques fonctionnent à leur pleine puissance nominale.

«La puissance électrique garantie» désigne la capacité du réseau de satisfaire une demande électrique constante, quelle que soit sa durée. Dans ce cas, la capacité de production des centrales hydrauliques est modifiée pour tenir compte de la quantité d'énergie limitée qui peut être livrée dans les pires conditions hydrauliques possibles. La période entre décembre et mars de chaque année est la plus critique en ce qui a trait aux conditions de la demande et de l'alimentation garanties. C'est aussi durant cette période que la pointe de charge horaire se produit.

On peut comprendre pourquoi on éprouve des difficultés à déterminer le rôle qui est réservé aux centrales hydrauliques du Nouveau-Brunswick pour satisfaire les besoins en «puissance électrique de pointe» par rapport à leur contribution en «puissance électrique garantie». Les centrales hydroélectriques provinciales dépendent fondamentalement du débit des fleuves et ont une capacité d'emmagasinage limitée dans le bief d'amont et les réservoirs supérieurs. En d'autres termes, le débit varie en fonction des précipitations, de la température, des conditions de la fonte de la neige ou de périodes de sécheresse prolongées.

Pour fins de comparaison, considérons par exemple un réservoir d'essence de 1000 gallons qui doit fournir une alimentation tout au long du jour et qui ne peut être rempli qu'une seule fois par jour. On a alors le choix de l'utiliser en entier en une heure ou d'étendre son utilisation sur toutes les heures de la journée. Si on le vide en une heure, on dirait qu'il a satisfait «une demande de pointe» de 1000 gallons par heure en une heure. On pourrait également l'utiliser pour satisfaire une «demande garantie» de 84 gallons par heure durant 12 heures ou une «demande garantie» de 42 gallons durant 24 heures.

Les centrales hydrauliques possèdent des caractéristiques identiques durant les périodes de faible débit, comme par exemple durant les mois de décembre, janvier et février. Elles peuvent produire à leur capacité maximale pour un temps limité, mais ne peuvent pas le faire pour une journée entière. Ainsi, leur «puissance électrique de pointe» et en conséquence leur capacité de satisfaire un besoin urgent ou une certaine demande durant l'heure de pointe de la journée est beaucoup plus grande que leur capacité de maintenir «une puissance électrique garantie» au cours de plusieurs heures du jour, à moins évidemment que ce soit durant une période de très fort débit de la rivière où dans ce cas elles pourraient même produire une puissance garantie égale à la puissance de pointe.

À condition d'éviter les arrêts pour fins d'entretien et de leur assurer un approvisionnement continu de combustible, les centrales thermiques et nucléaires peuvent avoir une «puissance électrique garantie» qui est égale à la «puissance électrique de pointe». Lorsqu'un réseau électrique est efficacement planifié et exploité, il devient possible d'utiliser, en temps opportun, les différentes sources de production de manière à alimenter le plus économiquement possible la charge, même si elle est caractérisée par diverses fluctuations.

Afin d'être en mesure de satisfaire la demande prévue à la suite de la perte d'une partie de la capacité de production électrique, il est nécessaire de maintenir en réserve une certaine capacité de production. La «réserve relative à la puissance électrique garantie» est la puissance supplémentaire nécessaire pour satisfaire la demande prévue à la suite de la défaillance du groupe thermique qui a la plus grande capacité et sur lequel les réseaux maritimes comptent au moment du plus faible débit d'eau. La «réserve relative à la puissance électrique de pointe» est fixée à 20 pour cent de la demande prévue.

En se basant sur les plans actuels concernant les installations de production à aménager, la comparaison de la capacité de production à la somme de la demande prévue et des réserves requises donne les surplus ou les déficits qui existeront durant la période se terminant en 1996/97. Le tableau 1 présente cette comparaison et les valeurs définies sont exprimées en mégawatts.

Au cours de la période en question, la capacité de production du réseau actuel d'Énergie N.-B. va augmenter en raison des facteurs suivants:

1. L'addition de la centrale nucléaire de Point Lepreau, d'une puissance de 630 MW, qui doit engendrer

une stabilité à long terme des coûts de l'énergie. Dans le but de retirer le maximum de bénéfices d'un groupe d'une telle importance, une portion de sa production sera exportée durant les premières années d'exploitation et rappelée au réseau d'Énergie N.-B. quand la production entière peut être pleinement utilisée. Une puissance de 265 MW en provenance de Lepreau a fait l'objet d'ententes de ventes de participation conclues avec des entreprises voisines.

2. La capacité de fournir la puissance électrique garantie et la puissance électrique de pointe augmentera en 1985 lorsque prendront fin les obligations du gouvernement fédéral et de la Maine Electric Power Company à l'égard des 400 MW de la production de Coleson Cove.

   Grâce à ces dispositions, Énergie N.-B. sera en mesure de répondre à la croissance des besoins en électricité au moyen des groupes de production construits au coût des années 70.

En examinant le tableau 1 on remarque que durant la période visée il existe un équilibre satisfaisant entre «la puissance électrique garantie» et la demande prévue augmentée des réserves.

L'analyse de la capacité de production par rapport à la demande prévue pendant la période considérée démontre que pour satisfaire les besoins actuellement prévus de la province, il ne sera pas nécessaire d'accroître la capacité de production.

Toutefois, les délais de construction des centrales sont prolongés, et c'est pourquoi, pour répondre aux charges futures, il est nécessaire de prendre des décisions solides concernant le développement des projets de production plusieurs années avant que les besoins se fassent sentir. À l'heure actuelle, on examine la possibilité de développer d'autres sources de production pour

atteindre un remplacement entier du pétrole, pour utiliser plus efficacement les ressources de la province ainsi que pour engendrer des effets favorables à l'économie.

Les surplus de la puissance électrique garantie manifestés au cours des années 80 peuvent être utilisés pour remplacer la puissance qui sera perdue si les centrales de Coleson Cove et de Dalhousie sont mises hors service pour fins de conversion au charbon. Évidemment il faut, d'après les études, que la conversion soit rentable, qu'elle soit conforme aux objectifs spécifiques et généraux de la Politique énergétique nationale et profitable aux consommateurs du Nouveau-Brunswick.

Il demeure toujours nécessaire d'examiner des sources d'énergie qui réduiraient davantage la dépendance sur le pétrole. Il faut également modifier, quand l'occasion se présente, les installations en place de façon à satisfaire plus efficacement les besoins de la province. Dans ce but, la Commission s'applique toujours à identifier les moyens d'utiliser pleinement les sources d'énergie locales et de se procurer celles qui sont disponibles à l'extérieur de la province et de la région. Ainsi, on considère de nouvelles interconnexions, des additions à la production nucléaire, l'augmentation de la production à partir du charbon, l'utilisation du gaz naturel ou de la tourbe et l'accroissement de la production hydraulique ou de la capacité de l'emmagasinage. On examine également la possibilité de convertir au charbon et/ou au gaz naturel les centrales qui fonctionnent maintenant au pétrole.

Le réseau d'Énergie N.-B. est formé de groupes de production à puissance nominale si grande qu'on peut les qualifier de régionaux. L'intégration de ces groupes si importants à l'ensemble du réseau provincial s'était effectuée avec succès grâce aux ventes d'électricité livrées aux entreprises voisines durant les premières années d'exploitation. Énergie N.-B. a également établi entre son réseau et ceux de la Nouvelle-Écosse, du Québec et de la Nouvelle-Angleterre des liens interconnectés qui sont assez importants qu'ils peuvent facilement être qualifiés de régionaux.

TABLEAU I

COMPARAISON
DEMANDE ÉLECTRIQUE PRÉVUE et CAPACITÉ DE PRODUCTION
PÉRIODE - 1982/83 - 1996/97
(MÉGAWATTS)

	PUISSANCE ÉLECTRIQUE DE POINTE			PUISSANCE ÉLECTRIQUE GARANTIE		
Année financière	Demande prévue et réserves[1]	Capacité de production	Surplus/ déficit	Demande prévue et réserves[2]	Capacité de production	Surplus/ déficit
1982/83	1944	2467[4]	523	1813	2071	257
1983/84	2080	2467	307	1947	2082	134
1984/85	2130	2467	337	1993	2073	80
1985/86	2186	2867[5]	681	2042	2473[5]	431
1986/87	2248	2867	619	2091	2473	382
1987/88	2312	2867	555	2140	2483	343
1988/89	2376	2867	491	2187	2491	304
1989/90	2437	2867	430	2233	2499	265
1990/91	2715	3132[6]	417	2541	2771[6]	230
1991/92	2767	3132	365	2586	2780	194
1992/93	2819	3132	313	2631	2788	157
1993/94	2873	3132	259	2678	2796	118
1994/95	2926	3132	206	2723	2804	80
1995/96	2981	3132	151	2770	2812	42
1996/97	3035	3132	97	2816	2820	4

NOTA Voir la page 20 pour les notes 1 à 6.

NOTES SUR LE TABLEAU 1

1. La réserve relative à la puissance électrique de pointe est la plus élevée des deux valeurs suivantes: 20 pour cent de la demande prévue ou la puissance du plus gros groupe de production.

2. La réserve relative à la puissance électrique garantie est la puissance supplémentaire qui sera nécessaire pour répondre à la demande prévue au cas de la perte de la capacité de production la plus élevée sur laquelle les réseaux maritimes comptent durant la période du plus faible débit d'eau. La capacité de production des centrales hydrauliques est modifiée pour tenir compte de la quantité limitée d'énergie qui sera disponible lors des pires conditions hydrauliques prévues.

3. La capacité du réseau de satisfaire la demande électrique garantie augmente d'environ 8 MW annuellement parce que l'augmentation de la demande prévue du réseau permet une utilisation plus efficace des équipements hydroélectriques durant les périodes de pointe.

4. La capacité de satisfaire à la fois la demande garantie et la demande de pointe augmente par l'addition de la centrale nucléaire de Lepreau de 630 MW, services dès le début de 1983. Un volume de 365 MW de Point Lepreau est considéré réservé à titre de puissance pour le réseau d'Énergie N.-B. et un volume de 265 MW est réservé aux ventes de participation dans le marché d'exportation. Cette dernière puissance fera retour au réseau d'Énergie N.-B. à titre de puissance disponible vers la fin de la décennie courante.

5. La capacité de satisfaire les demandes garantie et de pointe augmentera en novembre de 1985 de 400 MW suite au rappel des ventes de participation en provenance de Coleson Cove.

6. La capacité de satisfaire les demandes garantie et de pointe augmentera de 265 MW avec le retour des ventes de participation en provenance de la centrale nucléaire.

VI BESOINS

a) Prévision des charges

D'après la Prévision des charges de 1982[1] d'Énergie N.-B., le taux de croissance de la demande a subi une baisse par rapport au taux historique. La prévision a montré un taux annuel moyen de croissance de 3.1 pour cent pour les quatorze prochaines années, en comparaison à 3.4 pour cent qui est le taux obtenu dans la prévision de 1981 pour la même durée de temps.

La figure 1 illustre ces tendances et compare les charges prévues en 1981 et 1982. Pour fins de comparaison, on a ajouté au graphique les charges de pointe réelles survenues lors des dernières années.

La préparation des prévisions des charges pour déterminer les besoins qui devraient être satisfaits pendant une longue période constitue un élément fondamental de la planification de l'équipement futur de production. Le nombre d'années sur lesquelles la prévision doit porter est directement relié au temps nécessaire pour construire de nouvelles installations. Plus la prévision doit porter sur un avenir éloigné, plus il devient difficile d'obtenir des conclusions certaines concernant la croissance des charges industrielle et domestique, les politiques économiques futures, les coûts des sources d'énergie de rechange et les tendances sociales dont on doit tenir compte.

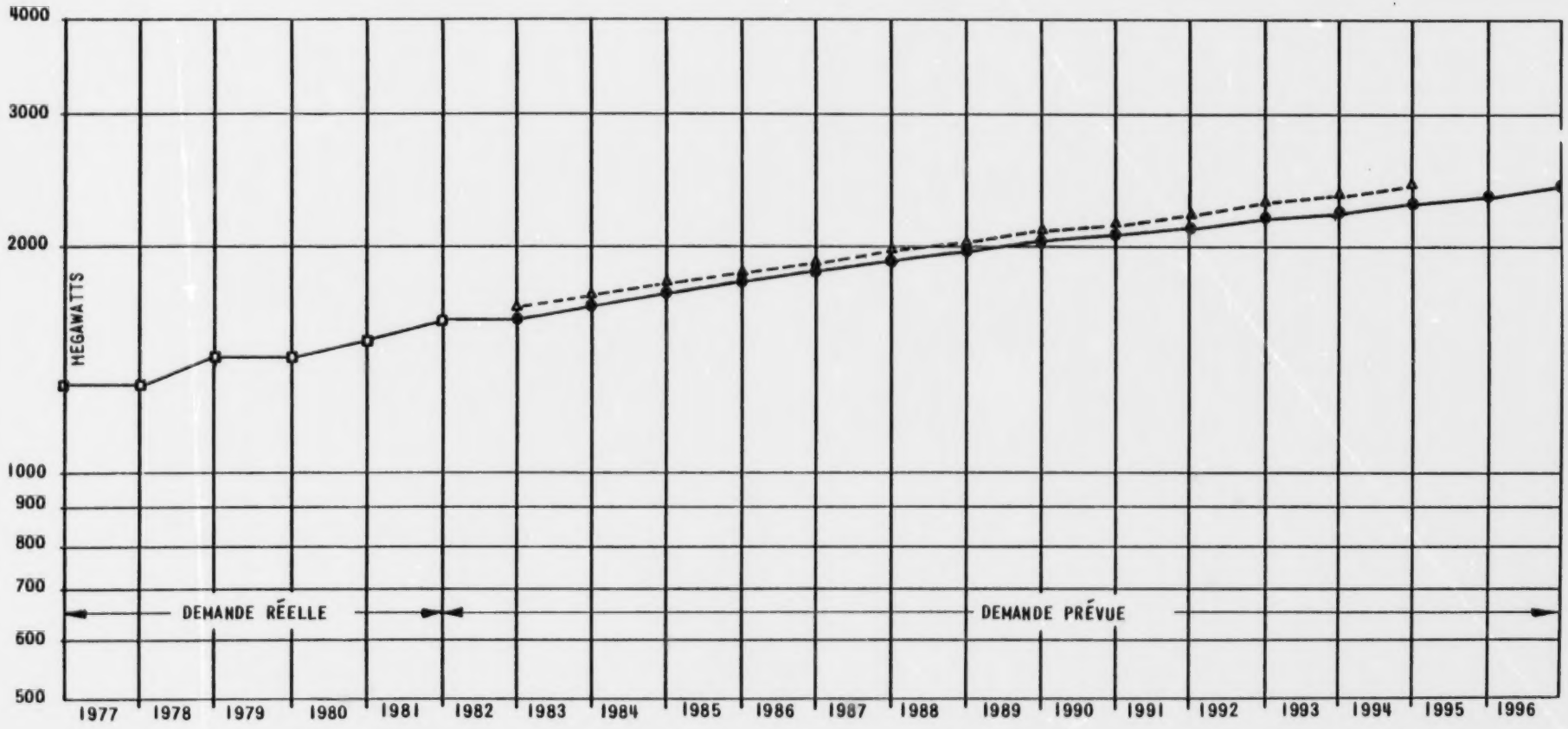
En ce qui concerne le Nouveau-Brunswick, les conséquences d'erreurs de jugement qui produiraient à court terme un suréquipement ou un souséquipement sont sensiblement atténuées par la disponibilité d'interconnexions de grande capacité avec d'importants réseaux voisins à partir desquels des ventes et des achats peuvent être assez facilement effectués à court terme.

FIGURE I

RÉSEAU D'ÉNERGIE N.-B.

DEMANDE DE POINTE ANNUELLE DE LA PROVINCE (en MW)

(DURANT JANVIER)



LÉGENDE:

DEMANDE DE POINTE RÉELLE

PRÉVISION DE 1981

PRÉVISION DE 1982

NOTE: VOIR TABLEAU IV POUR LES VALEURS RÉELLES

En raison de tous ces facteurs et du grand nombre des variables qui les influencent, il faut tenir compte des incertitudes associées à la charge lorsqu'on planifie l'équipement de production. Ainsi, dans ce climat d'incertitude, la planification devient plus que le simple examen de la prévision des charges et de l'analyse technique et économique des différentes solutions qui sont acceptables pour répondre à la croissance des besoins. Planifier l'équipement de production c'est en premier lieu établir le programme des ressources pour trouver comment les installations en place et projetées peuvent être exploitées le plus efficacement possible durant les cinq à huit premières années, la période où la prévision est la plus certaine. Planifier cet équipement c'est également évaluer les solutions disponibles en vue de satisfaire les besoins établis pour les dernières années de la prévision, c'est-à-dire lorsque la charge prévue est moins certaine.

b) critères de planification

Énergie N.-B. utilise deux critères de réserve pour évaluer la fiabilité de son équipement de production. Comme on avait déjà expliqué à la section V Généralités du présent rapport, la capacité du réseau est évaluée en fonction des deux critères: critère de réserve de la puissance électrique de pointe et le critère de réserve de la puissance électrique garantie.

i) Critère de réserve relative à la puissance électrique de pointe

Le critère de réserve d'Énergie N.-B. relativement à la puissance électrique de pointe exige que la puissance totale disponible à chaque mois soit capable d'alimenter la charge durant la pointe horaire du mois et de laisser un surplus égal à la plus grande des deux quantités suivantes: 20 pour cent de la charge provinciale prévue ou la puissance du plus gros groupe. Pour se conformer à ce critère, on considère les centrales thermiques et hydrauliques comme étant disponibles à leur pleine puissance nominale, tel qu'illustré au Tableau 2.

ii) Critère de réserve relative à la puissance électrique garantie

Le critère de réserve relative à la puissance électrique garantie exige que la Nouvelle-Écosse, l'Île-du-Prince-Édouard et le Nouveau-Brunswick puissent conjointement faire face à une perte prolongée du groupe qui a la plus grande capacité de production dans la région interconnectée. Dans le cadre de tels arrangements pour le partage de la réserve, la puissance du plus gros groupe de production ne dépasse normalement pas environ 10 pour cent la charge combinée des participants. En raison de la vente de participation prévue de 265 MW en provenance de la centrale nucléaire de Point Lepreau, le volume de 365 MW est la charge maximale qu'il faudra considérer comme contribution de ce groupe au réseau du Nouveau-Brunswick jusqu'à la fin de la décennie courante. Si la dépendance à l'égard de la charge alimentée par ce groupe dépasse le niveau énoncé dans les ententes sur le partage de la réserve dans les Maritimes, Énergie N.-B. peut profiter des arrangements qui lui sont disponibles en vertu des ententes d'interconnexions conclues avec les grands réseaux voisins pour procurer la réserve suffisante de la puissance électrique garantie. C'est grâce à des interconnexions de grande capacité qu'Énergie N.-B. peut profiter de ces arrangements, qui normalement se pratiquent par les entreprises et qui sont conformes aux ententes d'interconnexions.

Au tableau 2 on trouve les résultats de la plus récente analyse des besoins en matière de production et des disponibilités.[2] On y trouve également les surplus (ou les déficits, le cas échéant) de production qui déterminent la position d'Énergie N.-B. vis-à-vis les besoins des consommateurs du Nouveau-Brunswick entre 1982/83 et 1996/97 (y compris les réserves relatives aux installations en place ou projetées).

TABLEAU II

ANALYSE DES BESOINS DE PRODUCTION ET DES DISPONIBILITÉS

SURPLUS/DÉFICIT

(Mois de janvier)

ANNÉE FINANCIÈRE	PUISSANCE ÉLECTRIQUE DE POINTE (MW)	PUISSANCE ÉLECTRIQUE GARANTIE[1] (MW)
1982/83	523	257
1983/84	387	134
1984/85	337	80
1985/86	681	431
1986/87	619	382
1987/88	555	343
1988/89	491	304
1989/90	430	265
1990/91	417	230
1991/92	365	194
1992/93	313	157
1993/94	259	118
1994/95	206	80
1995/96	151	42
1996/97	97	4

Note:

1. Les surplus de la puissance électrique garantie seront réduits si les centrales thermiques au pétrole de Coleson Cove et de Dalhousie sont mis hors services pour fin de conversion au charbon.

VII DISPONIBILITÉS

Le réseau d'Énergie N.-B. est constitué de groupes de production hydrauliques, thermiques au charbon, thermiques au pétrole et de turbines à gaz. En plus, la centrale nucléaire de Point Lepreau est à la veille de commencer l'exploitation sur une base commerciale. Le tableau III présente une liste des installations en place et en construction.

Énergie N.-B. achète de l'énergie aux entreprises voisines par le biais des interconnexions afin de remplacer une partie de sa production coûteuse. Elle peut également acheter de la puissance, au besoin, pour alimenter sa charge lorsque les achats sont disponibles et économiques. Même si à l'heure actuelle il n'existe pas de puissance disponible pour fin de ventes, on sait qu'Hydro-Québec possède durant la décennie 80 de grandes quantités d'énergie excédentaire destinée aux ventes. On peut s'attendre à ce que cette énergie soit utilisée pour remplacer les combustibles fossiles.

L'analyse des besoins de production par rapport aux disponibilités démontre qu'en se basant sur les taux de croissance prévus, Énergie N.-B. n'aura pas besoin de construire de nouvelles installations de production avant le milieu des années 90 à moins que ce soit des installations destinées à réduire davantage la dépendance à l'égard du pétrole importé ou à réaliser certains objectifs à long terme au moyen de l'aménagement devancé de centrales dont la mise au point devient possible grâce aux ventes en direction des entreprises voisines. On trouve à la figure II une illustration graphique de la production par rapport à la demande.

TABLEAU III

PUISSANCES NETTES (en MW)[1] DES CENTRALES EN PLACE ET EN CONSTRUCTION

Puissance installée		Hydraulique	Puissance installée	Combustible		Thermiques et nucléaire
Mactaquac	1	100	Grand Lake			
	2	105				
	3	103		charbon	5	4.8
	4	110		charbon	6	4.8
	5	107		charbon	7	12.6
	6	109		charbon	8	57.1
Beechwood	1	36	Chatham	charbon/mazout	1	9.4
	2	36		charbon/mazout	2	19.9
	3	41				
			Courtenay Bay	mazout	1	44.5
Tobique	1	10		mazout	2	12.3
	2	10		mazout	3	99.0
Grand Falls	1	15.3				
	2	15.3	Dalhousie	mazout	1	102.0
	3	15.3		charbon/mazout	2	183.0
	4	15.3				
			Coleson Cove	mazout	1	335.0[4]
Milltown	7	3.6		mazout	2	310.0[3]
				mazout	3	335.0[4]
Sisson	1	8.5				
			Lepreau Nuclear	Uranium	1	630.0[5]
Musquash	2	5.2				
			Moncton	mazout	1	22.5
			Grand Manan	mazout		3.3
Puissance hydro-électrique totale		845.6	Puissance thermique			2284.2

[1] La puissance nette est obtenue en faisant la différence entre la puissance (en MW) brute et les besoins internes des centrales.

[2] La capacité de production du groupe 2 de Dalhousie est réduite de 20 MW pour tenir compte du droit de copropriété de Maritime Electric de l'Île-du-Prince-Édouard.

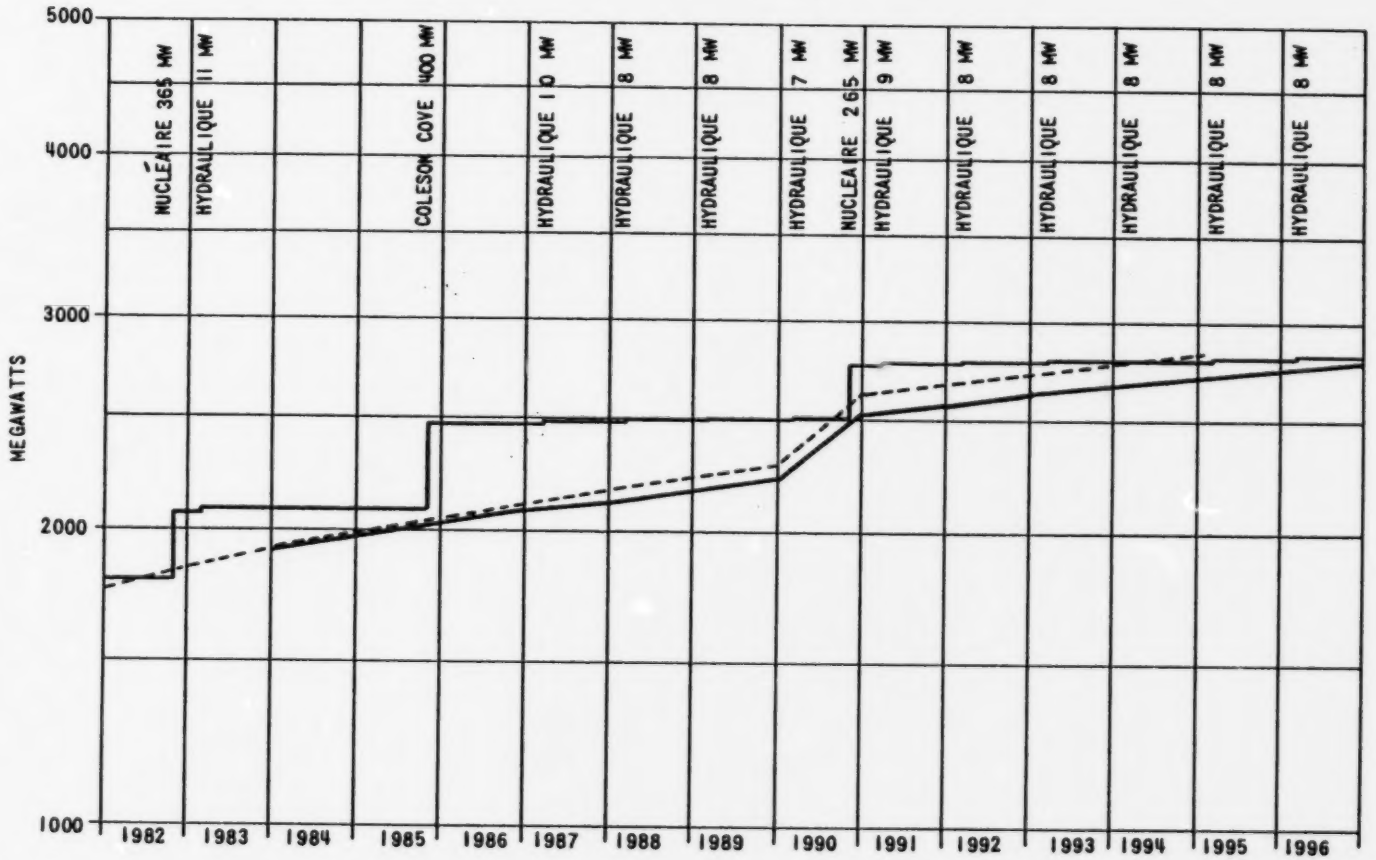
[3] En raison des ventes de participation, la capacité de production du groupe 2 de Coleson Cove est de 184 MW jusqu'au novembre 1985, et de 310 MW après cette date.

[4] En raison des ventes de participation, la capacité de production de chacun des groupes 1 et 3 de Coleson Cove est de 198 MW jusqu'au novembre 1985, et de 335 MW après cette date.

5 La centrale nucléaire de Lepreau - Exploitation sur une base commerciale au cours de la première partie de 1983. Ventes de participation de 265 MW en provenance de cette centrale.

FIGURE 11

DEMANDE PREVUE PLUS RESERVE PAR
RAPPORT A LA PUISSANCE ELECTRIQUE GARANTIE



LEGENDE:

——— PUISSANCE ÉLECTRIQUE GARANTIE

——— DEMANDE PRÉVUE PLUS RÉSERVE DE 1982

- - - - - DEMANDE PRÉVUE PLUS RÉSERVE DE 1981

VIII DIFFÉRENTS PLANS D'ACTION

a) Généralités

Le présent chapitre traite des différents plans d'action envisagés pour satisfaire les besoins du réseau d'Énergie N.-B. en plus de ceux qui peuvent être satisfaits par les installations en place ou en construction.

Au cours des vingt dernières années Énergie N.-B. a mis en service un ensemble d'importantes interconnexions la reliant aux réseaux des entreprises voisines et lui permettant en conséquence de jouir du maximum de liberté soit pour l'achat de puissance garantie de l'un ou de l'autre des réseaux interconnectés, s'ils possèdent des surplus, soit pour l'installation, dans son réseau, des équipements de production qui sont plus économiques que ceux qu'elle aurait pu installer si son réseau avait été isolé. Donc, qu'il s'agisse d'achat ou d'addition interne, le développement de tout projet de production se fait à partir d'une coordination entière de son réseau avec tous les réseaux voisins. Grâce à cette stratégie, Énergie N.-B. peut profiter pleinement de toutes les occasions qui peuvent se présenter.

Pour s'assurer qu'en tout temps les besoins des consommateurs sont satisfaits par les meilleures sources d'énergie, il est essentiel d'étudier comment utiliser efficacement toutes les catégories d'équipements de production, c'est-à-dire entre autres, les équipements à facteur d'utilisation élevé et les équipements à facteur d'utilisation faible. Les équipements de la première catégorie alimentent la charge de base qui est la charge plus ou moins stable; tandis que ceux de la deuxième catégorie servent à alimenter la charge de pointe, c'est-à-dire la charge qui se produit seulement durant les périodes de demande élevée.

Il faut examiner les capacités de ces équipements en vue de déterminer comment, dans le cadre des critères techniques et économiques, ils doivent être exploités pour répondre de la meilleure façon possible à la demande du réseau qui varie selon le jour, la semaine, le mois et la saison. En général, les techniques de gestion de la charge ont tendance à porter fruit surtout quand les centrales thermiques à combustibles fossiles produisent la grande partie de la demande. Tel n'est pas le cas au Nouveau-Brunswick où l'équipement de production est assez varié et comprend des groupes hydroélectriques. D'autre part, Énergie N.-B. peut satisfaire une portion de sa demande par le biais des interconnexions, futures ou en place, en achètant de l'énergie aux réseaux voisins où l'alimentation est économique et certaine.

La partie suivante présente les différentes possibilités qu'Énergie N.-B. est en train de considérer pour répondre à sa demande.

b) Production nucléaire

Du point de vue économique et environnemental, la production nucléaire est devenue une source d'énergie acceptable pour alimenter la charge de base des réseaux électriques, c'est-à-dire la charge qui nécessite un facteur d'utilisation élevé. Évidemment, cette réalité ne signifie pas qu'il faudra faire appel à l'énergie nucléaire pour satisfaire tous les besoins futurs de l'entreprise. Pour arriver à la solution la plus rentable, les contraintes techniques et économiques exigent le recours à une combinaison de sources de production. La plupart des entreprises d'électricité ont trouvé qu'un maximum de 50 à 60 pour cent de leurs besoins globaux peut techniquement et économiquement provenir de la production nucléaire. La première centrale nucléaire du Nouveau-Brunswick située à Point Lepreau sur la baie de Fundy est présentement au stade de la mise en

service en préparation à l'exploitation commerciale prévue pour le début de 1983. Le site de Point Lepreau est aménagée de sorte à pouvoir comprendre au total quatre groupes nucléaires.

L'analyse des déficits qui existent durant la période considérée dans l'étude indique qu'il ne serait pas nécessaire d'aménager avant les années 90 un deuxième groupe nucléaire CANDU 630 MW pour satisfaire les besoins du Nouveau-Brunswick. Cependant, une construction devancée peut se faire si le gouvernement fédéral participe au financement et les autres entreprises aux frais d'exploitation durant une période assez longue. Ajoutons que de tous les réacteurs CANDU, le type 630 est le plus économique et a la plus basse puissance nominale.

c) Production thermique au charbon

Les ressources établies et prouvées du Nouveau-Brunswick en matière de charbon semblent se chiffrer aux quantités suivantes:

i) La région de Grand Lake - Les données disponibles indiquent qu'il pourrait y exister jusqu'à 18 millions de tonnes.

ii) Beersville - Environ 12 à 16 millions de tonnes.

iii) Lake Stream - La recherche dans cette région n'est pas très poussée, mais l'estimation courante indique que la quantité qui s'y trouve est un peu inférieure aux 10 millions de tonnes qui est la valeur précédemment estimée.

À l'heure actuelle on croit que les réserves du charbon qui peuvent être exploitées sont d'environ 50 millions de tonnes, mais il faut faire des efforts plus soutenus avant d'obtenir des indications plus certaines à cet égard. C'est pourquoi Énergie N.-B. s'est engagée à un programme d'exploration houillère pour déterminer la quantité réelle de charbon disponible dans la province.

D'après les données connues, il existe des réserves assez considérables de charbon qui pourraient être exploitées et qui fourniraient un approvisionnement suffisant pour alimenter une installation thermique additionnelle ayant une puissance nominale de 200 à 300 MW.

Compte tenu de la haute tenure en soufre du charbon du Nouveau-Brunswick, la possibilité d'aménager une centrale alimentée au charbon reste incertaine à cause des normes d'émission relatives à la question des «pluies acides». Cette question est d'importance primordiale dans la province car l'existence et l'expansion d'une industrie houillère seraient menacées par la mise au point de règlements qui doivent être conformes aux objectifs «nationaux» mais qui ne tiennent pas compte des véritables répercussions sur l'économie et l'environnement du Nouveau-Brunswick.

Il faut, certainement, aussi mentionner que l'incertitude associée au coût du pétrole et la sécurité décroissante de son approvisionnement ont mis de nouveau l'accent sur l'utilisation du charbon. Par contre il semble que son utilisation ne soit possible, vu la quantité et la qualité du charbon du Nouveau-Brunswick, que dans une addition future à la centrale de Grand Lake et dans le groupe 1 de la centrale de Dalhousie, une fois que la conversion au charbon de celui-ci est effectuée.

d) Conversion des centrales thermiques alimentées au mazout

Énergie N.-B. est en train d'étudier la possibilité de réduire la production au pétrole au moyen de la conversion des

centrales thermiques alimentées à ce combustible pour les rendre capables de brûler d'autres combustibles tels que le charbon ou le gaz naturel. Certaines études ont été déjà entreprises en vue d'évaluer les bénéfices éventuels que peuvent tirer les consommateurs du Nouveau-Brunswick des différentes solutions de conversion.

i) Conversion au charbon

La conversion des groupes pour brûler du charbon nécessite de gros investissements pour acquérir l'équipement nécessaire à la manutention et à la transformation du charbon ainsi que pour modifier les chaudières et les cheminées et probablement pour satisfaire les exigences du contrôle des émissions. Il est également nécessaire de noter que la puissance des groupes qui n'ont pas initialement été conçus pour brûler du charbon sera réduite suite à la conversion car les chaudières des centrales au pétrole sont d'une dimension plus petite.

On a achevé deux des trois étapes d'une étude sur la possibilité de convertir la centrale de Coleson Cove au charbon. Cette étude est effectuée de concert avec le gouvernement fédéral dans le cadre du Programme de remplacement du pétrole. Les conclusions obtenues jusqu'à date ont démontré qu'en général la conversion est possible du point de vue technique et justifiable du point de vue économique. La décision d'entreprendre la troisième étape de l'étude dépend des critères de financement et d'environnement qui ne sont pas encore définis.

Le groupe 2 de Dalhousie, alimenté soit au charbon, soit au pétrole, encourage la conversion du groupe 1 dont la chaudière a été conçue dès le début de façon à permettre la conversion au charbon. Compte tenu de ce fait et de l'existence de l'équipement de la manutention du charbon installé à Dalhousie pour satisfaire les besoins d'alimentation du groupe 2, la conversion du groupe 1 devient de plus en plus désirable. Cette question sera étudiée

davantage à l'avenir; aussi devront être examinés les impacts qu'une telle conversion peut avoir sur l'environnement ainsi que les effets d'un programme plus intensif de contrôle des émissions.

ii) Démonstration de la suspension charbon-pétrole

L'étude de l'utilisation d'une suspension charbon-pétrole a été entreprise dans le cadre d'un programme conjoint entre le gouvernement fédéral et Énergie N.-B. Cette étude, axée sur la centrale de Chatham, avait pour but d'examiner la viabilité économique et technique de brûler dans les chaudières des centrales électriques, qui à l'origine avaient été conçues pour utiliser le mazout, un mélange de charbon et de pétrole et ceci afin de réduire la quantité de consommation du pétrole. D'autre part, un projet connexe a été réalisé pour transformer le charbon de façon à réduire sa teneur en soufre et en cendres. Certains problèmes techniques ont continué à se présenter; quoi qu'il en soit, ce projet a identifié assez bien les conditions réelles qui existeraient lors de l'utilisation à une vaste échelle de ce combustible «aggloméré». En ce qui a trait à la viabilité économique de ce concept, le projet a démontré que le combustible à charbon-pétrole se prêterait le mieux dans une centrale qui doit avoir un faible facteur d'utilisation. Les conclusions ont également indiqué que le développement, même à ce point, d'un tel concept dépendrait de l'aménagement d'un projet industriel destiné à assurer l'approvisionnement de la suspension en charbon et pétrole, et ceci évidemment n'éliminerait pas entièrement l'utilisation du pétrole.

De concert avec l'Association canadienne de l'électricité, des études de conception ont aussi été effectuées afin de déterminer les besoins en suspension charbon-pétrole du groupe 1 de la centrale de Dalhousie qui est d'une puissance de 100 MW.

Il faut évaluer toute conversion de cette nature en la comparant à la conversion qui permettrait l'utilisation exclusive du charbon. Sans doute, les deux solutions dépendent des facteurs environnementaux qui pourront se manifester et de la viabilité économique et technique mais il reste que l'utilisation de la suspension charbon-pétrole ne présente pas tous les avantages de l'utilisation exclusive du charbon.

Les travaux achevés sur les possibilités de la suspension charbon-pétrole et sur la transformation du charbon ont permis à Énergie N.-B. de prendre les devants d'une technologie en plein développement et de réaliser une évaluation de première main de cette stratégie en matière de combustible.

iii) Démonstration de la suspension charbon-eau

À titre de suivi au programme mentioné ci-haut, Énergie N.-B. est en train d'organiser, de concert avec le ministère fédéral d'Énergie, Mines, et Ressources et de la Cape Breton Development Corporation (CBDC), un projet de démonstration pour étudier l'utilisation de la suspension charbon-eau dans la centrale de Chatham. En vertu d'une entente trilatérale, Énergie N.-B. brûlera dans chacun des deux groupes de la centrale une quantité maximale de 3000 tonnes du combustible expérimental. Le combustible sera fourni par CBDC qui le manufacture suivant une méthode mise au point par des chercheurs suédois. À partir des résultats de ce projet de démonstration, on pourra obtenir les données techniques et économiques nécessaires pour évaluer l'utilisation commerciale de cette technologie.

iv) Conversion au gaz naturel

La possibilité d'utiliser le gaz naturel pour remplacer le pétrole dans la production électrique serait mise en relief par la décision du gouvernement fédéral concernant la disponibilité du gaz dans la région des Maritimes. En principe, ni le gouvernement fédéral, ni les provinces productrices n'encouragent

le recours, à long terme, au gaz naturel dans les centrales thermiques; mais il y a des indications claires qu'une telle utilisation sera acceptable en raison du rôle qu'elle peut jouer à court terme dans l'établissement d'un marché viable de cette source d'énergie. La centrale de Coleson Cove a été conçue pour pouvoir brûler du gaz naturel. Une telle conversion serait encore plus avantageuse en terme de sécurité d'approvisionnement, étant donné qu'il s'agit d'une ressource canadienne.

On examinera davantage cette possibilité à mesure que la date de la disponibilité dans la province sera connue et que les coûts et les systèmes d'approvisionnement seront établis.

e) Production thermique à partir de la tourbe

Vu l'augmentation rapide du coût du pétrole, l'entreprise continue à chercher des combustibles de rechange pour la production d'électricité.

La tourbe thermique, de la nature de celle qui existe en grandes quantités dans la province, est utilisée depuis de nombreuses années dans les centrales électriques de plusieurs pays européens. Le ministère des Ressources naturelles du Nouveau-Brunswick a lancé depuis cinq ans un projet pour établir un inventaire complet de cette ressource locale. Le travail sur le terrain a été achevé en 1981. Le gouvernement provincial et le ministère fédéral de l'Expansion économique régional ont fourni les fonds pour entreprendre ce projet.

Énergie N.-B. participe activement aux activités concernant les ressources de la tourbe provinciale, et a étroitement collaboré avec les organismes fédéraux et provinciaux concernés en vue d'étudier la possibilité d'utiliser cette ressource indigène. Le gouvernement fédéral a achevé trois études sur la viabilité au Canada de la tourbe en tant que source d'énergie (voir notes 3, 4 et 5).

Le dernier de ces rapports, Feasibility for the Peat Fired Station with Specific Reference to Northeast New Brunswick a paru au printemps de 1980 et traitait de la possibilité de construire une petite centrale pilote de 40 MW alimentée à la tourbe.

Énergie N.-B. poursuit les discussions avec les différents organismes gouvernementaux intéressés et tâche de préparer une proposition de projet réalisable concernant l'aménagement d'une installation de démonstration qui aidera à établir les véritables mérites de cette ressource pour la production de l'électricité au Canada. L'analyse économique ne semble pas justifier un tel projet où la tourbe sera utilisée exclusivement pour produire de l'électricité, en concurrence avec les autres sources d'énergie disponibles ou éventuelles. Il faudra donc reconnaître que le projet est valable à titre de projet de recherche et devra recevoir l'aide financière convenable.

f) Production hydraulique

i) Production marémotrice

La production marémotrice à l'extrême région de la baie de Fundy a fait l'objet de nombreuses études.

Les conclusions d'une étude importante effectuée sous les auspices du Bureau des études marémotrices de l'Atlantique ont démontré en 1969 que la production marémotrice était techniquement réalisable, mais peu rentable dans les conditions qui prévalaient à l'époque.

Les gouvernements fédéral, de la Nouvelle-Écosse et du Nouveau-Brunswick ont achevé en 1976 une étude importante sur l'aménagement de centrales marémotrices[6] dans la région de la baie de Fundy, surtout sur trois sites, soit un site à la baie Cobequid en Nouvelle-Écosse

entre Economy Point et Cape Tenny pour la construction d'une centrale de 3800 MW; un deuxième site à l'embouchure du bassin Cumberland, entre le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Écosse pour l'aménagement d'une installation de 1085 MW; et un troisième site à l'embouchure de la baie Shepody au Nouveau-Brunswick pour la construction d'une centrale de 1550 MW. Le rapport de cette étude identifiait le site de la baie Cobequid (bassin Minas) et celui du bassin Cumberland comme ayant la même viabilité économique, mais favorisait le petit site du bassin Cumberland. Une bonne contribution de la part du gouvernement fédéral serait nécessaire pour la réalisation d'un tel projet qui imposerait un énorme fardeau financier, en particulier au cours des premières années d'exploitation.

Le Bureau des études marémotrices de la baie de Fundy a recommandé d'entreprendre d'autres études sur le site préférentiel situé sur l'embouchure du bassin Cumberland.

Les gouvernements fédéral et de la Nouvelle-Écosse viennent de réviser et de mettre à jour les coûts et les données économiques de la production marémotrice à la baie de Fundy, en particulier dans une installation construite sur le site du bassin Minas qui est situé entièrement en Nouvelle-Écosse. Les nouvelles donnés de 1982 indiquent que la viabilité économique de la production marémotrice a augmenté depuis 1976, date de la première étude.

ii) Autres possibilités de production hydraulique

Énergie N.-B. a fait préparer en 1975 une étude sur le potentiel hydroélectrique à long terme du fleuve Saint-Jean au Nouveau-Brunswick.[7]

Cette étude a été suivie par d'autres enquêtes détaillées destinées à identifier les projets qui se prêteraient au développement pour aider à satisfaire les besoins prévus et à réduire davantage la dépendance à l'égard du pétrole importé.

Il ressort des études qu'il est certainement avantageux d'élever de trois pieds le niveau du bief d'amont de le barrage de Mactaquac. Un tel projet permettrait d'accroître la production d'énergie de cette centrale et de supplanter annuellement 600 000 barils de pétrole. L'entreprise continue à faire des efforts à cet égard et espère réaliser le projet dans un avenir proche.

Il existe un autre projet qui a été sérieusement étudié au cours des dernières années. C'est le projet de l'aménagement d'une centrale à «réserve pompée» sur la Rivière verte. L'installation serait située à environ deux milles en amont de l'installation hydroélectrique de Second Falls qui appartient à la ville d'Edmundston et qui est située sur la même rivière. Le projet entraînerait l'aménagement d'un lac de 17 milles de long et l'installation aurait une capacité de production annuelle de quelques 130 millions de KWh à partir de deux groupes de production ayant chacun une puissance nominale de 80 000 KW.

La possibilité de la Rivière verte reste un projet d'avenir et la date de sa réalisation dépendra d'une part de sa rentabilité par rapport à d'autres projets possibles, et d'autre part de la croissance réelle de la charge.

Le projet du réaménagement de la centrale de Grand Sault est d'intérêt particulier à Énergie N.-B. vu la grande quantité d'énergie qui pourrait en provenir. Une production annuelle moyenne de 386 000 000 KWh pourrait résulter du réaménagement sans modification du niveau d'exploitation du bief d'amont et de l'addition d'une centrale à 300 MW de puissance installée. Par contre si on élève le niveau du bief d'amont de 20 pieds, la même puissance installée pourrait produire une production annuelle moyenne de 655 000 000 KWh.

D'autres projets hydroélectriques font l'objet d'examen, à savoir:

- L'aménagement au site de Morrill, entre Beechwood et Grand Sault, d'une installation de production d'une puissance installée d'environ 140 mégawatts.

- La possibilité d'avoir recours à la réserve d'eau pompée pour exploiter la centrale existante de Tobique. L'objectif de ce projet serait d'utiliser de façon plus efficace la capacité totale de production.

- L'établissement de nouveaux réservoirs et l'augmentation de la capacité des réservoirs en place, et ceci afin d'augmenter la production de l'énergie durant les périodes du faible débit d'eau.

- Le développement d'autres sites possibles de centrales hydroélectriques et/ou d'installations à réserve pompée à travers toute la province.

L'entreprise est en train d'évaluer les projets possibles de production hydraulique en tenant compte de leur capacité de satisfaire la demande électrique de pointe, qui est de courte durée, ainsi que leur capacité de remplacer le pétrole qui serait autrement utilisé. C'est ce dernier usage qui semble être, au cours des dix prochaines années, le plus avantageux. Il s'agit donc d'évaluer les projets en comparant leurs effets économiques et les conséquences de leur développement aux avantages d'assurer une source d'énergie qui réduirait la dépendance à l'égard du pétrole.

Le potentiel du projet Dickey-Lincoln School dans le nord de l'état de Maine demeure une question d'intérêt pour Énergie N.-B. Ce projet permettrait au Nouveau-Brunswick d'accroître la production de ses centrales hydroélectriques par l'augmentation du débit d'eau lors des mois de faible débit grâce à l'emmagasinage de l'eau et au contrôle des décharges à partir du très grand réservoir Dickey. On estime que la production des centrales hydroélectriques du Nouveau-Brunswick en aval de Dickey-Lincoln School augmentera de 350 GWh dont une portion devrait évidemment être livrée aux États-Unis dans le cadre d'une entente à négocier entre le Canada et les États-Unis.

L'intérêt des Américains à ce projet semble avoir diminué durant l'année dernière, mais Énergie N.-B. a l'intention de maintenir à cet effet des rapports avec les autorités américaines intéressées.

g) Achats

Les achats à partir des réseaux interconnectés voisins, en particulier d'Hydro-Québec, fournissent à l'entreprise une importante source d'énergie excédentaire qui remplace l'énergie thermique plus coûteuse. De même, grâce à ces achats, Énergie N.-B. devient en mesure de retarder la construction de certaines centrales jusqu'à ce qu'il lui devienne possible d'entreprendre des projets plus importants et plus économiques.

Les achats dépendent de la disponibilité de surplus de la production dans les réseaux voisins. Dans le but de profiter de ces possibilités, Énergie N.-B. maintient des rapports continus avec les entreprises voisines.

Hydro-Québec continuera, au cours des années 80, à avoir de l'énergie excédentaire. Normalement cette énergie n'est pas considérée comme garantie et par conséquence n'est pas destinée à alimenter la demande électrique garantie. Par contre, les surplus d'énergie permettent de réduire le volume du pétrole importé utilisé à l'heure actuelle dans les centrales thermiques. Même si ces achats «économiques» sont moins coûteux, leur prix d'achat est directement lié au coût du pétrole. C'est pourquoi les bénéfices qui en découlent sont limités. Énergie N.-B. maintient des relations étroites avec Hydro-Québec de façon à pouvoir profiter pleinement des possibilités qui se présentent. Suite à des négociations tenues récemment, les deux entreprises ont décidé d'aménager une deuxième interconnexion qui en principe doublera la capacité de transport à partir d'Hydro-Québec.

La partie suivante explique en quoi consiste la nouvelle interconnexion et la date prévue de son installation.

1. Une interconnexion radiale temporaire de 138 000 KV sera mise en service en avril 1983, et celle-ci permettra à Énergie N.-B. d'importer environ 50 MW pour desservir une partie de la région nord-ouest de la province.

2. En novembre 1984, le service radial tout entier à 315 000 KV devrait être en place. Grâce à ce lien, Énergie N.-B. sera en mesure d'importer le maximum de production qui peut techniquement être utilisée dans la région nord-ouest de la province. On estime à présent qu'il s'agira de 150 000 KW, et cette capacité augmentera lorsque le besoin se fera sentir.

3. En octobre 1985, l'interconnexion tout entière sera mise en service lorsque sera achevée la construction du poste de haute tension courant continu de 350 000 KV. Ce poste sera lié au réseau de transport à 345 000 KV au Nouveau-Brunswick et une fois aménagé, la capacité d'importation d'Énergie N.-B. augmentera de 500 000 KV en provenance d'Hydro-Québec.

Les surplus disponibles à partir des réseaux de la Nouvelle-Angleterre[8] et de la Nouvelle-Écosse sont en général plus coûteux que l'énergie achetée à Hydro-Québec parce qu'ils font partie de la production des turbines à gaz ou de petits groupes thermiques. Les interconnexions permettent, quand même, d'effectuer au besoin des achats à court terme en provenance de ces réseaux.

h) Gestion de la charge

Il est difficile d'utiliser le terme «gestion de la charge» de façon uniforme car on lui connaît plusieurs significations. Dans le contexte du présent document, ce terme a trait aux efforts que l'entreprise exerce pour gérer la charge des abonnés. La production de l'énergie pendant les heures hors-pointe de la nuit influence les frais d'exploitation du réseau à cause de l'efficacité accrue et de l'utilisation croissante des groupes thermiques qui alimentent cette portion de la charge. En déplaçant une portion de la charge de pointe à une période où il est plus facile de la satisfaire, on peut abaisser la demande électrique de pointe et la demande électrique garantie. Cette pratique du transfert peut, selon la charge à alimenter et l'équipement de production utilisé pour la satisfaire, influencer favorablement les coûts et les besoins futurs de production.

Énergie N.-B. vend depuis plusieurs années et sur une base interruptible de l'énergie «hors-pointe» aux importantes usines industrielles de la province qui normalement ont leur équipement de production et qui en utilisant cette énergie interruptible réduisent leur propre production. L'acheteur et le vendeur, de par cette stratégie, tirent des bénéfices en réduisant les coûts de production électrique.

Énergie N.-B. a examiné la possibilité de transférer une portion de la charge de la période de pointe à la période hors-pointe de sorte à permettre à l'entreprise aussi bien qu'aux abonnés concernés de réaliser des économies. C'est aux réseaux qui comptent surtout sur la production thermique que cette stratégie de gestion de la charge présente le plus d'avantages. Cependant, Énergie N.-B., qui a recours à une énorme quantité de production hydraulique pour satisfaire les besoins de pointe, arrive à étendre efficacement la production thermique nécessaire sur une bonne partie de la journée. Ainsi, si on décidait de transférer une portion de la charge de pointe à la période hors-pointe, il serait nécessaire de changer la répartition de la production hydraulique pour tenir compte de la nouvelle période de pointe. Mais dans ce cas, la charge, qu'il faut alimenter par les groupes thermiques, et la demande électrique garantie ne changeraient presque pas.

Énergie N.-B. poursuit ses recherches pour mieux identifier la «nature» des charges et ainsi mieux prévoir les besoins futurs à satisfaire, que la gestion de la charge soit effectuée ou non.

i) Production à partir des turbines à gaz

En général, le coût d'exploitation des turbines à gaz est élevé mais le coût en capital est bas; de même, les délais associés à l'acquisition et à l'installation sont peu prolongés. Donc, les turbines à gaz se prêtent bien lorsqu'il s'agit d'une production à faible facteur d'utilisation, soit pour satisfaire de façon fiable à une demande de pointe imprévue ou à court terme, soit pour répondre aux besoins de pointe d'une région lorsqu'il devient plus économique de retarder l'aménagement d'équipement de transport.

Dans le réseau du Nouveau-Brunswick, les turbines à gaz ont été considérées comme une source de rechange à la production hydraulique de pointe, ou comme un moyen de remettre à plus tard la mise au point de projets de transport. Au Nouveau-Brunswick c'est surtout cette dernière utilisation qui pourrait être à propos car il y existe une énorme capacité de production hydraulique, exploitée ou non, mais aucune utilisation ne s'est avérée rentable pour être comprise dans la planification du réseau.

j) Sources d'énergie de rechange

Énergie N.-B. cherche toujours à être au courant des dernières découvertes technologiques sur l'utilisation de combustibles de rechange pour la production d'électricité. Jusqu'à date, les activités dans ce domaine ont touché principalement l'acquisition des connaissances les plus récentes sur les sources d'énergie de rechange, telles que le bois, les capteurs de l'énergie solaire, la collection passive de la chaleur, les sources d'eau souterraines et la production éolienne.

L'utilisation du bois comme combustible a fait l'objet de discussions avec le gouvernement et le secteur industriel.

Il s'agit surtout de déterminer la disponibilité à long terme des déchets en matière ligneuse et les coûts connexes auquels il faut s'attendre. Vu la hausse rapide du coût du pétrole, l'industrie de la transformation du bois s'intéresse de plus en plus à l'utilisation de ces déchets. Il est déjà évident qu'une bonne partie de l'industrie s'engage dans cette voie.

Énergie N.-B. tente d'obtenir des connaissances de première main sur les coûts, l'efficacité, le rendement et l'entretien des éoliennes et des collecteurs de l'énergie solaire. C'est pourquoi elle a construit à Shédiac un bureau chauffé par l'utilisation combinée des collecteurs de la chaleur solaire, du concept du stockage d'eau et de la pompe à chaleur. De même, elle était une des trois entreprises d'électricité canadiennes qui avaient participé à l'étude du ministère fédéral d'Énergie, Mines et Ressources intitulée «Les potentiels de centrale éoliens de puissance à l'échelle de mégawatt pour la commission électrique». L'étude a donné une estimation des coûts annuels et des bénéfices associés à l'aménagement d'une grande centrale de production éolienne. Les conclusions continuent à démontrer quelques possibilités mais de nombreuses questions demeurent sans réponse en ce qui concerne l'utilisation de l'équipement, ses prix, les coûts de l'entretien et la véritable contribution que la production éolienne peut faire pour satisfaire une part appréciable de la demande du réseau. Certainement on continuera à examiner ces questions lors de la réalisation de projets pilotes ou des études qui sont déjà en cours.

Les économies d'énergie demeurent une préoccupation majeure d'Énergie N.-B., non pas seulement en ce qui concerne ses propres activités, mais aussi en ce qui aide les consommateurs à réaliser des économies eux-mêmes. De concert avec le gouvernement provincial, l'entreprise administre un programme d'emprunts à un taux d'intérêt réduit pour encourager les abonnés à augmenter le niveau d'isolant dans leurs maisons. Elle participe également à

l'administration du Programme d'isolation thermique des résidences canadiennes et aux travaux de recherche sur la mise au point des édifices à rendement énergétique efficace. La mise en application de ce programme est manifestée dans le bureau de district de Rothesay, le bureau de district de Bathurst et la maison de démonstration sur l'utilisation de l'énergie, située à Nasonworth près de Fredericton. Des données ont été recueillies en vue d'aider les propriétaires de maisons à prendre les bonnes décisions en matière d'énergie.

Énergie N.-B. offre aussi à ses abonnés, à partir de ses bureaux régionaux, avec l'appui de spécialistes au siège social, un service de renseignements afin de les informer directement de différents programmes d'assistance disponibles, de répondre à leurs questions touchant des domaines précis et de leur conseiller sur les moyens susceptibles d'économiser de l'énergie.

k) Utilisation de la chaleur résiduelle

i) Étangs à truites et à saumons

Énergie N.-B. et le ministère des Ressources naturelles poursuivent depuis 1975 la mise au point à la centrale thermique au charbon de Grand Lake d'un projet conjoint d'acquiculture. Une première au Canada, ce projet utilise l'eau chaude à la sortie de la centrale pour accélérer la croissance des saumons et des truites durant les mois d'automne, d'hiver et de printemps. Quelques 200 000 saumons et truites ont été élevés dans les étangs et ensuite ensemencés dans les lacs et rivières du Nouveau Brunswick. En plus de servir d'ensemencement pour la pêche sportive, une partie de saumoneaux a été rendue disponible aux producteurs commerciaux pour un élevage plus avancé et une mise en marché éventuelle. Le succès de ce programme a fait l'objet d'intérêt sur la scène internationale et indique les possibilités que présente l'eau de décharge des centrales à cette industrie d'acquiculture naissante.

ii) Écloserie à eau tiède

Dans une écloserie traditionnelle à l'eau froide, il faut au moins 30 mois pour élever un jeune saumon au stage de saumoneau, capable d'être libéré en mer. Les expériences effectuées à la station de pisciculture de Grand Lake ont démontré que cette période pourrait être réduite à 18 mois par l'éclosion et l'élevage des poissons dans l'eau tiède en provenance de la centrale. Ainsi d'énormes économies ont été réalisées. Compte tenu des résultats de cet essai, une écloserie expérimentale a été construite en 1980 pour déterminer si des économies comparables pouvaient être réalisées à une échelle d'élevage commercial. Les résultats ont remporté un plein succès et l'écloserie a la capacité annuelle courante de produire plus d'un demi-million de petits saumons et de petites truites.

iii) Élevage précoce

D'autres essais ont été effectués à la station de pisciculture et ont démontré que la période d'élevage du poisson pourrait être réduite davantage si on augmentait la température de l'eau tiède de 6 degrés C. Afin de vérifier ce phénomène, le ministère des Ressources naturelles et Énergie N.-B. ont entrepris un projet conjoint pour augmenter la température de l'eau tiède à l'aide des rejets de vapeur de la centrale, et ceci pour fins d'élevage du poisson. L'objectif de ce projet est de produire un saumon mature à la fin de la période de 10 mois plutôt que des 18 mois, qui à l'heure actuelle est le cas dans l'écloserie de Grand Lake, ou des 30 mois, le cas d'une écloserie traditionnelle. Cette possibilité d'élevage précoce et l'aménagement de deux nouveaux bassins ont augmenté de 70 000 la production de saumoneaux.

La production totale des installations d'acquiculture de Grand Lake se compare favorablement à la production la plus étendue au Canada. Les chiffres suivantes en sont un bon exemple:

Étang de truites	- 320 000 truites
Écloserie	- 500 000 saumons et truites
Étangs d'élevage précoce	- 10 000 saumoneaux

iv) Serres R.-D.

En raison du grand succès du projet de pisciculture de Grand Lake et des résultats favorables d'une étude achevée par Énergie N.-B., les rejets thermiques ont été aussi utilisés pour chauffer des serres.

On a construit deux serres d'un quart d'acre chacune au site de la centrale de Grand Lake dans le cadre d'un projet de démonstration de l'utilisation des rejets thermiques pour chauffer les serres. Le ruissellement de l'eau tiède du condenseur de la centrale sur le toit d'une des serres doit réduire de 50 à 70 pour cent la quantité d'énergie nécessaire à son chauffage. La première récolte de tomates de cette serre devra être cueillie au printemps de 1983.

Même si les différentes sources de rechange pour la production de l'énergie ne semblent pas avoir un rôle majeur à jouer pour remplir les besoins futurs en énergie du Nouveau-Brunswick, il est toujours essentiel d'utiliser au maximum les possibilités qui existent. Cependant, les développements technologiques et la situation économique changeante pourraient très bien, à l'avenir, modifier la rentabilité de ces sources et rendre leur contribution plus importante.

Quant aux économies de l'énergie, il s'agit bien d'une question tout à fait différente. Il est vital qu'Énergie N.-B. et ses abonnés qui s'attendent à un approvisionnement sûr,

fiable et économique, fassent tous les efforts possibles pour utiliser l'énergie de façon efficace et judicieuse.

IX RÉSULTATS - COMPARAISON ENTRE CAPACITÉ DE PRODUCTION ET DEMANDE PRÉVUE

Les tableaux et figures présentés dans le cadre de cette section fournissent les données à partir desquelles a été effectuée la comparaison entre la capacité de production et la demande prévue plus la réserve dans le but de déterminer les surplus ou les déficits qui pourraient exister entre 1982/83 et 1996/97. Tel qu'indiqué auparavant, les résultats de la comparaison indiquent que, pour satisfaire la demande de la province, Énergie N.-B. n'aura pas besoin d'accroître sa capacité de production, présentement en place, avant le milieu des années 90. Mais il serait probablement désirable de construire de nouvelles installations en vue de supplanter la production au pétrole, et ceci à l'aide de l'exportation de l'énergie, si cela s'avère opportun et si de tels projets semblent avantageux à long terme.

On présente dans les pages suivantes certaines données qui faciliteraient la compréhension du document.

Tableau III - Capacité de production des centrales

Ce tableau donne la puissance nominale nette de toutes les centrales présentement en place ou en construction.
Voir page 27.

Tableau IV - Demande prévue (charge de pointe du N.-B.)

Ce tableau donne la demande prévue ou charge de pointe, pour chaque année, telle qu'elle est établie dans La prévision des charges d'Énergie N.-B. pour la période de 1982-1997.

Tableaux V, VI - Analyse de la charge par rapport aux ressources

Dans ces deux tableaux on compare la charge prévue augmentée des réserves requises et la capacité de production. La capacité est donnée selon le critère de puissance électrique de pointe (voir Tableau V) et le critère de puissance électrique garantie (voir Tableau IV). Toutes les données y sont exprimées en MW.

Figure 1 - Demande annuelle de pointe d'Énergie N.-B.

Ce graphique compare la demande prévue de 1981 et 1982. Les charges de pointe réelles survenues au cours des dernières années sont utilisées pour fins de comparaison (Voir la page 22).

Figure 2 - La demande prévue plus la réserve par rapport à la puissance électrique garantie

C'est une présentation graphique des données mentionnées au Tableau VI, soit l'analyse des besoins de production et des disponibilités en matière de puissance électrique garantie (Voir la page 29).

TABLEAU IV

DEMANDE PRÉVUE D'ÉNERGIE N.-B.

MOIS DE POINTE

ANNÉE FINANCIÈRE	DEMANDE (en mégawatts)
1982/83	1579
1983/84	1715
1984/85	1765
1985/86	1821
1986/87	1875
1987/88	1929
1988/89	1982
1989/90	2033
1990/91	2085
1991/92	2137
1992/93	2189
1993/94	2243
1994/95	2296
1995/96	2351
1996/97	2405

TABLEAU V

CHARGE ET RESSOURCES
CRITÈRE DE LA PUISSANCE ÉLECTRIQUE DE POINTE
(en janvier)

Année financière avril/mai	Demande prévue MW (1)	Réserve requise MW (2)	Charge totale MW (3)	Puissance thermique MW (4)	Puissance hydraulique MW (5)	Puissance nucléaire MW (6)	Ventes nucléaires MW (7)	Puissance nucléaire disponible MW (8)	Ressources totales MW (9)[1]	Surplus/ déficit MW (10)[2]
1982/83	1579.	365.	1944.	1257.	845.	630.	265.	365.	2467.	523.
1983/84	1715.	365.	2080.	1257.	845.	630.	265.	365.	2467.	387.
1984/85	1765.	365.	2130.	1257.	845.	630.	265.	365.	2467.	337.
1985/86	1821.	365.	2186.	1657.	845.	630.	265.	365.	2867.	681.
1986/87	1875.	373.	2248.	1657.	845.	630.	265.	365.	2867.	619.
1987/88	1929.	383.	2312.	1657.	845.	630.	265.	365.	2867.	555.
1988/89	1982.	394.	2376.	1657.	845.	630.	265.	365.	2867.	491.
1989/90	2033.	404.	2437.	1657.	845.	630.	265.	365.	2867.	430.
1990/91	2085.	630.	2715.	1657.	845.	630.	0.	630.	3132.	417.
1991/92	2137.	630.	2767.	1657.	845.	630.	0.	630.	3132.	365.
1992/93	2189.	630.	2819.	1657.	845.	630.	0.	630.	3132.	313.
1993/94	2243.	630.	2873.	1657.	845.	630.	0.	630.	3132.	259.
1994/95	2296.	630.	2926.	1657.	845.	630.	0.	630.	3132.	206.
1995/96	2351.	630.	2981.	1657.	845.	630.	0.	630.	3132.	151.
1996/97	2405.	630.	3035.	1657.	845.	630.	0.	630.	3132.	97.

Notes: 1) Col. 9 = Col. 4 + Col. 5 + Col. 8

2) Col. 10 = Col. 9 - Col. 3

TABLEAU VI

CHARGE ET RESSOURCES
CRITÈRE DE LA PUISSANCE ÉLECTRIQUE GARANTIE
(en janvier)

Année financière avril/mai	Demande prévue MW (1)	Réserve requise MW (2)	Charge totale MW (3)	Puissance thermique MW (4)	Puissance hydraulique MW (5)	Puissance nucléaire Mw (6)	Ventes nucléaires MW (7)	Puissance nucléaire disponible MW (8)	Ressources totales MW (9)[1]	Surplus/ déficit MW (10)[2]
1982/83	1579.	234.	1813.	1257.	449.	630.	265.	365.	2071.	257.
1983/84	1715.	232.	1947.	1257.	460.	630.	265.	365.	2082.	134.
1984/85	1765.	228.	1993.	1257.	451.	630.	265.	365.	2073.	80.
1985/86	1821.	221.	2042.	1657.	451.	630.	265.	365.	2473.	431.
1986/87	1875.	216.	2091.	1657.	451.	630.	265.	365.	2473.	382.
1987/88	1929.	211.	2140.	1657.	461.	630.	265.	365.	2483.	343.
1988/89	1982.	205.	2187.	1657.	469.	630.	265.	365.	2491.	304.
1989/90	2033.	200.	2233.	1657.	477.	630.	265.	365.	2499.	265.
1990/91	2085.	456.	2541.	1657.	484.	630.	0.	630.	2771.	230.
1991/92	2137.	449.	2586.	1657.	493.	630.	0.	630.	2780.	194.
1992/93	2189.	442.	2631.	1657.	501.	630.	0.	630.	2788.	157.
1993/94	2243.	435.	2678.	1657.	509.	630.	0.	630.	2796.	118.
1994/95	2296.	427.	2723.	1657.	517.	630.	0.	630.	2804.	80.
1995/96	2351.	419.	2770.	1657.	525.	630.	0.	630.	2812.	42.
1996/97	2405.	411.	2816.	1657.	533.	630.	0.	630.	2820.	4.

Notes: 1) Col. 9 = Col. 4 + Col. 5 + Col. 8

2) Col. 10 = Col. 9 - Col. 3

X RÉFÉRENCES

1. Énergie N.-B. Prévisions des charges, 1982 - 1996, septembre 1982.

2. Énergie N.-B. Rapport annuel - «Études des charges et des ressources».

3. Rapport du ministère fédéral d'Énergie, Mines et Ressources: «Assessment of Canadian peat as an alternative fuel for Power Generation», avril 1977, préparé par la Montreal Engineering Company, Ltd.

4. Rapport du ministère fédéral d'Énergie, Mines et Ressources: «The Mining of Peat - A Canadian Energy Resource», mai 1978, préparé par la Montreal Engineering Company Ltd.

5. «Feasibility for the Peat Fired Station with Specific Reference to Northeast New Brunswick».

6. Rapport du Bureau des études marémotrices de la baie de Fundy: Réévaluation de l'énergie marémotrice de la baie de Fundy, novembre 1977.

7. «Electric Power and Water Management in the Saint John River Basin» pour Saint John river Basin Board, décembre, 1975.

8. «Regional Reliability Council Long Range Co-ordinated Bulk Power Supply Programs» - Northeast Power Co-ordinating Council, 1er avril 1981, ERA-411.